

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2630 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2630)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кузнецов Андрей Алексеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		11.06.2021

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	канд.экон.наук, доцент		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Аверкиев Алексей Анатольевич	—		15.06.2021

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

Томск – 2021г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ 18.03.2021 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

(подпись) (дата) (Ф.И.О.)

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кузнецову Андрею Алексеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2630 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2630 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1. <u>Общая и геологическая часть</u> 1.1. <u>Геологические условия бурения</u> 1.2. <u>Характеристика газонефтеводоносности месторождения</u> 1.3. <u>Зоны возможных осложнений</u> 2. <u>Технологическая часть</u> 2.1. <u>Обоснование и расчет профиля скважины</u> 2.2. <u>Обоснование конструкции скважины</u> 2.2.1. <u>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</u> 2.2.2. <u>Построение совмещенного графика давлений</u> 2.2.3. <u>Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u> 2.2.4. <u>Выбор интервалов цементирования</u> 2.2.5. <u>Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</u> 2.2.6. <u>Проектирование обвязки обсадных колонн</u></p>

	<p> <u>2.3.Проектирование процессов углубления</u>  <u>2.3.1.Выбор способа бурения</u>  <u>2.3.2.Выбор породоразрушающего инструмента</u>  <u>2.3.3.Расчет осевой нагрузки на долото</u>  <u>2.3.4.Расчет частоты вращения долота</u>  <u>2.3.5.Расчёт необходимого расхода бурового раствора</u>  <u>2.3.6.Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u>  <u>2.3.7.Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</u>  <u>2.3.8.Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u>  <u>2.3.9.Разработка гидравлической программы промывки скважины</u>  <u>2.3.10.Технические средства и режимы бурения при отборе керна</u>  <u>2.4.Проектирование процессов заканчивания скважин</u>  <u>2.4.1.Расчет обсадных колонн на прочность</u>  <u>2.4.1.1.Расчет наружных избыточных давлений</u>  <u>2.4.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений</u>  <u>2.4.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине</u>  <u>2.4.2.Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u>  <u>2.4.3.Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</u>  <u>2.4.3.1.Обоснование способа цементирования</u>  <u>2.4.3.2.Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости</u>  <u>2.4.3.3.Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора</u>  <u>2.4.3.4.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</u>  <u>2.4.4.Проектирование процессов испытания и освоения скважины</u>  <u>2.4.4.1.Выбор жидкости глушения</u>  <u>2.4.4.2.Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов</u>  <u>2.4.4.3.Выбор типа пластоиспытателя</u>  <u>2.4.4.4.Выбор способа и технические средства вызова притока.</u>  <u>2.4.4.5.Выбор типа фонтанной арматуры</u>  <u>2.5.Выбор буровой установки</u> </p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Трубченко Татьяна Григорьевна, Доцент ОСГН ШБИП
<b>Социальная ответственность</b>	Аверкиев Алексей Анатольевич, ассистент ООД
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Общая и геологическая часть</b>	
<b>2. Технологическая часть</b>	
<b>3. Сетки вибрационных сит</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б72Т	Кузнецов Андрей Алексеевич		18.03.2021

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Грязевые трубы с уплотнение типа JJС	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		18.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кузнецову Андрею Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта 2,3 млн руб; В реализации проекта участвует одна буровая бригада из 15 человек: буровой мастер, бурильщик, помощник бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Начисление премии 30%; Районный коэффициент 50%; Дополнительная заработная плата 11%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Расчёт технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Линейный календарный график работы бригады	Составление графика работы бригады и состава буровой бригады.
3. Расчёт заработной платы	Расчёты заработной платы и прочих надбавок.
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчёт сметной стоимости для бурения и крепления скважины, а также прочих дополнительных работ. Определение сроков бурения и крепления скважины.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>18.03.2021</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубоченко Татьяна Григорьевна	канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кузнецов Андрей Алексеевич		18.03.2021

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

## «Социальная ответственность»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кузнецову Андрею Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2630 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2630 метров на нефтяном месторождении с использованием БУ 3000 - ЭУК 1М. Рабочие зоны: зона роторного стола, зона работы верхового, блок ЦСГО, блок приготовления БР, насосный блок, блок БДЕ, блок ПВО.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>— специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>— организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	-ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. -ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. -ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. - статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса. -ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. -ГОСТ 17.1.3.06-82 -СанПиН 1.2.3685-21 -ГОСТ 12.0.002-80 - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума,вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- пожаровзрывобезопасность</li> <li>- опасность вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных)</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.</p> <p>Гидросфера: поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды -</p> <p>Литосфера: загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Возможные ЧС</li> <li>-лесные пожары;</li> <li>-розливы;</li> <li>-газонефтеводопроявления (ГНВП);</li> <li>-взрывы ГСМ;</li> <li>-разрушение буровой установки;</li> </ul> <p>наиболее типичная ЧС является газонефтеводопроявления (ГНВП)</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	ассистент ООД		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кузнецов Андрей Алексеевич		18.03.2021



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страницы без учета приложений, 9 рисунков, 40 таблиц, 23 литературных источника, 13 приложений.

Данная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, скважина, нефть охрана окружающей среды, ресурсоэффективность.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2630 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2630 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины;
2. Спроектировать процессы углубления скважины;
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин;
4. Провести анализ использования растворителей солевых отложений, а так же рассмотреть отечественных производителей данного химреагента.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины;
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «Бурсофтпроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## **Определения, обозначения, сокращения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина – это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

Газонефтеводопроявление – это поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементиловочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементилования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементиловочный агрегат.

## Содержание

Введение.....	Ошибка! Закладка не определена.	5
1. <u>Общая и геологическая часть</u> .....	Ошибка! Закладка не определена.	7
1.1. <u>Геологическая характеристика разреза скважины</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
1.2. <u>Характеристика нефтегазоводонности месторождения</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
1.3. <u>Зоны возможных осложнений</u> .....	Ошибка! Закладка не определена.	8
2. <u>Технологическая часть</u> .....		20
2.1. <u>Обоснование и расчет профиля скважины</u> .....		20
2.2. <u>Проектирование конструкции скважины</u> .....		20
2.2.1. <u>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</u> .....		20
2.2.2. <u>Построение совмещенного графика давлений</u> .....		20
2.2.3. <u>Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</u> .....		20
2.2.4. <u>Выбор интервалов цементирования</u> .....		22
2.2.5. <u>Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</u> .....		22
2.2.6. <u>Проектирование обвязки обсадных колонн</u> .....		23
2.3. <u>Проектирование процессов углубления</u>	Ошибка! Закладка не определена.	3
2.3.1. <u>Выбор способа бурения</u> .....	Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.2. <u>Выбор породоразрушающего инструмента</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.3. <u>Расчет осевой нагрузки на долото</u>	Ошибка! Закладка не определена.	4
2.3.4. <u>Расчет частоты вращения долота</u>	Ошибка! Закладка не определена.	5
2.3.5. <u>Расчёт необходимого расхода бурового раствора</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.6. <u>Выбор и обоснование типа забойного двигателя</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.7. <u>Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
2.3.8. <u>Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</u> ..		29
2.3.9. <u>Разработка гидравлической программы промывки скважины</u> .....		33
2.3.10. <u>Технические средства и режимы бурения при отборе керн</u>	Ошибка! Закладка не определена.	
2.4. <u>Проектирование процессов заканчивания скважин</u> .....		36
2.4.1. <u>Расчет обсадных колонн на прочность</u> .....		36
2.4.1.1. <u>Расчет наружных избыточных давлений</u> .....		37

2.4.1.2.	<u>Расчет внутренних избыточных давлений</u>	39
2.4.1.3.	<u>Конструирование обсадной колонны по длине</u>	40
2.4.2.	<u>Выбор технологической оснастки обсадных колонн</u>	40
2.4.3.	<u>Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</u>	41
2.4.3.1.	<u>Обоснование способа цементирования</u>	41
2.4.3.2.	<u>Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости</u>	42
2.4.3.3.	<u>Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</u>	43
2.4.4.	<u>Проектирование процессов испытания и освоения скважины</u>	43
2.4.4.1.	<u>Выбор жидкости глушения</u>	44
2.4.4.2.	<u>Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов</u>	45
2.4.4.3.	<u>Выбор типа пластоиспытателя</u>	46
2.4.4.4.	<u>Выбор типа фонтанной арматуры</u>	46
2.5.	<u>Выбор буровой установки</u>	47
3.	<u>Специальный вопрос на тему: «Грязевая труба с уплотнением типа JJС»</u>	48
3.1.	<u>Грязевая труба с уплотнением типа JJС</u>	48
3.2.	<u>Недостатки</u>	50
3.3.	<u>Цель изобретения</u>	50
3.4.	<u>Строение</u>	50
3.5.	<u>Экономическая выгода</u>	52
3.6.	<u>Плюсы модернизации</u>	53
3.7.	<u>Патент на оборудование</u>	54
3.8.	<u>Заключение по разделу</u>	56
4.	<u>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</u>	57
4.1.	<u>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин</u>	57
4.1.1.	<u>Расчет нормативного времени на механическое бурение</u>	57
4.1.2.	<u>Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции</u>	59
4.1.3.	<u>Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей</u>	60

4.1.4.	<u>Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента....</u>	60
4.1.5.	<u>Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки</u>	60
4.1.6.	<u>Расчет нормативного времени на геофизические работы.....</u>	62
4.1.7.	<u>Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....</u>	63
4.1.8.	<u>Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....</u>	63
4.2.	<u>Линейный календарный график выполнения работ .....</u>	63
4.3.	<u>Расчёт заработной платы и отчислений.....</u>	64
4.3.1.	<u>Расчёт заработной платы.....</u>	65
4.3.2.	<u>Расчёт премии.....</u>	66
4.3.3.	<u>Расчёт северной надбавки .....</u>	67
4.3.4.	<u>Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой.....</u>	68
4.3.5.	<u>Дополнительная заработная плата .....</u>	68
4.3.6.	<u>Общая сумма заработной платы .....</u>	69
4.3.7.	<u>Отчисления на социальное страхование.....</u>	70
4.4.	<u>Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....</u>	71
4.4.1.	<u>Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....</u>	71
4.4.2.	<u>Расчет технико-экономических показателей.....</u>	72
4.5.	<u>Финансовые затраты на для реализации проекта .....</u>	73
4.6.	<u>Расчет окупаемости скважины.....</u>	73
5.	<u>Социальная ответственность .....</u>	75
5.1.	<u>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</u>	75
5.2.	<u>Производственная безопасность .....</u>	77
5.3.	<u>Экологическая безопасность .....</u>	81
5.3.1.	<u>Влияние на атмосферу .....</u>	82
5.3.2.	<u>Влияния на гидросферу .....</u>	82
5.3.3.	<u>Влияния на литосферу .....</u>	82

<u>5.3.4.</u> Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
<u>Заключение</u> .....	86
<u>Список использованной литературы</u> .....	89
<u>Приложение А</u> .....	91
<u>Приложение Б</u> .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
<u>Приложение В</u> .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
<u>Приложение Г</u> .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
<u>Приложение Д</u> .....	97
<u>Приложение Е</u> .....	98
<u>Приложение Ж</u> .....	103
<u>Приложение З</u> .....	104
<u>Приложение И</u> .....	106
<u>Приложение К</u> .....	107
<u>Приложение Л</u> .....	108
<u>Приложение М</u> .....	109
<u>Приложение Н</u> .....	112

## **Введение**

Немаловажный аспект эффективного и технологичного проектирования решать сопутствующие проблемы еще до строительства скважины. Качественный проект необходим недропользователю для получения геологических данных, позволяя выявить рентабельность разработки месторождения, а также возможны предупреждения аварии при бурении следующих скважин.

Одним из эффективных средств разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений является бурение глубоких скважин. Следует отметить, что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются одними из главных этапов перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений, а также степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Характеристика разреза скважины представлена, в основном глинами, алевролитами, аргиллитами, песчаниками. Строение геологического разреза месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – Васюганская свита, представлена преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.. На протяжении всей скважины встречаются мягки, мягкие с поропластами средних и средние породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов, алевролитов.

В верхнем интервале скважины присутствует высокий коэффициент кавернозности, данный коэффициент необходимо учитывать для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков. Кроме этого в процессе бурения можно столкнуться с рядом проблем, а

именно: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватопасные зоны, нефтеводопроявления.

В интервалах продуктивного горизонта ожидаются прихватопасности, при бурении аргиллитов возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2635 м на нефтегазовом месторождении (Томской области) с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: рассмотреть грязевые трубы с уплотнением типа JJС.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Работа включает в себя решение вопросов в нескольких сферах проектирования скважины, а именно технологических, экономических и социальных.



## 1. Общая и геологическая часть

### 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице А.2 приложения А.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q+ P <sub>3nk</sub> + P <sub>3cg</sub> + P <sub>2ll</sub> + P <sub>2tl</sub> + K <sub>2gn</sub> + K <sub>2sl</sub> + K <sub>2ip</sub>	0	840	0,100	0,179
K <sub>2kz</sub>	840	865	0,100	0,200
K <sub>1-2pk</sub> + K <sub>1al</sub>	865	1725	0,101	0,200
K <sub>1kis</sub>	1725	2195	0,101	0,180
K <sub>1tr</sub> + K <sub>1klm</sub>	2195	2560	0,102	0,180
J <sub>3bg</sub> + J <sub>3gr</sub> + J <sub>2-3vs</sub>	2560	2635	0,1025	0,180

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Литологическая характеристика скважины в интервале 0-2630 м представлена в большей степени глинами, алевролитами с переслаиванием аргиллитов, песчаников. По разрезу скважина представлена мягкими и средними по твердости горными породами, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно

сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород, несовместимых интервалов по условию бурения.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> (для газа -	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
J <sub>3vs</sub> (Ю <sub>1</sub> )	2570	2605	нефть	690	400	12,5

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q-P <sub>2tl</sub>	0	545	Поглощение
K <sub>1-2pk</sub> + K <sub>1al</sub> + K <sub>1kls</sub> + K <sub>1tr</sub>	865	2280	
J <sub>2-3vs</sub>	2585	2635	
Q – K <sub>2gn</sub>	0	695	Осыпи и обвалы
K <sub>1-2pk</sub> + K <sub>1al</sub> + K <sub>1kls</sub>	865	2195	
J <sub>2-3vs</sub>	2585	2635	Нефтепроявления
Q - P <sub>2tl</sub>	0	515	Водопроявления
K <sub>1-2pk</sub> + K <sub>1al</sub> + K <sub>1kls</sub> + K <sub>1tr</sub> + K <sub>1klm</sub>	865	2560	

Продолжение таблицы 3 – Возможные осложнения

Q – K <sub>2gn</sub>	0	695	Прихватоопасные зоны
K1-2pk	865	1685	
K1al - K1klm	1685	2560	

## **2. Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [1]. Схема конструкции забоя представлена в приложении Б.

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора [2-4]. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. Анализ совмещенного графика давлений показывает, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. Совмещенный график давлений представлен в приложении В.

#### **2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины.

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Таким образом, глубину спуска направления проектируется на глубину 60м [5-6].

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

Кондуктор спускается на глубину 730 м с целью максимального перекрытия неустойчивого интервала разреза и возможных осложнений на начальном этапе бурения: исключение возможных осыпей и обвалов, а также перекрытие прихватоопасных зон интервала. Расчеты глубины спуска кондуктора указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	Ю1
$L_{кр}$	2570
$\Gamma_{пл}$	0,1025
$\Gamma_{грп}$	0,2
$\rho_n$	690
Расчетные значения	
Пластовое давление	263,425
$L_{конд\ min}$	730
запас	1,08
Принимаемая глубина	840

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 5 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2630 м.

## 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [8] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 730 м.
- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как имеется нефтяной пропласт интервал цементирования будет составлять 2000 м.

## 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины [7], выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9, а диаметр долота 393,7 мм.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	60	0	60	323,9	393,7
Кондуктор	0	730	0	730	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2630	630	2630	177,8	220,7

### 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-178х245 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80х21.

## 2.3 Проектирование процессов углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 6 [3, 9, 10].

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
100	730	ВЗД
800	2630	ВЗД
2560	2615	Роторный(Отбор керна)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [2,3,4,10].

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в приложении Г.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [11].

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки «С» (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и твердыми горными породами.

### **2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото**

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:



1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-730	730-2635
Исходные данные			
Порода	М	МС	МС+Т
$D_d$ , см	39,37	29,53	22,07
$G_{пред}$ , тс	24	10	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$ , тс	19,2	8	8
$G_{проект}$ , тс	7	8	5

где:  $D_d$  – диаметр долота, см;  $G_{пред}$ ,  $G_{доп}$ ,  $G_{проект}$  - предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

#### 2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота. Эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 8 [4,10].

Таблица 8 - Результаты частоты вращения долота.

Интервал		0-60	60-730	730-2635
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	2	2
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,220,7
	мм	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		165	129	173
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	100- 180	140- 200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

### 2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в приложении Д.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования

буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9 [4,10].

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-730	730-2635
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
G <sub>ос</sub> , кН		69	78	49
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	177
M <sub>р</sub> , Н*м	-	3046		1483
Интервал	0-60	60-730		730-2635
M <sub>о</sub> , Н*м	-	148		110
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН	-	37		28

Для интервала бурения 60–730 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при

заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород [8]. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Д-240РС	ДРУ2-178РС
Интервал, м	60-730	730-2635
Наружный диаметр, мм	240	178
Длина, м	10,1	5,0
Вес, кг	2547	1669
Расход жидкости, л/с	30-75	19-40
Число оборотов, об/мин	40-160	80-200
Максимальный рабочий момент, кН*м	16,9	25,3
Мощность двигателя, кВт	70-282	221-565

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «Бурсофтпроект».

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания

необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [12].

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Г.

Результаты проверки КНБК на прочность представлены в приложении З.

### **2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

При бурении интервала под направление 0 – 60 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 11[13, 14].

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Назначение	Концент-рация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	1
Глинопорошок ПБМБ	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	70

Продолжение таблицы 11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Назначение	Концент-рация, кг/м <sup>3</sup>
Барит	Регулирование плотности	362,5
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
ФХЛС	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 12[13, 14].

Таблица 12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12

### Кондуктор

Для бурения интервала 60 – 730 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 13[13, 14].

Таблица 13 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	12
Каустическая сода	1
РАС-NV	0,4
Пеногаситель	1
РАС-LV	0,12
Reolub	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 14[13, 14].

Таблица 14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

#### Эксплуатационная колонна

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в

глины. Инкапсулированный буровой растворов прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Примерный компонентный состав инкапсулированного бурового раствора приведен в таблице 15 [13, 14].

Таблица 15 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Загуститель	Инкапсулятор	0,5-2
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Структурообразователь	Обеспечение высоких реологических свойств раствора	0,7-6

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 16[13, 14].

Таблица 16 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,103
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6



Продолжение таблицы 16 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

### **2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные [1, 15, 16].

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин («Бурсофтпроект»).

Результаты расчета представлены в таблицах 17, 18, 19.

Таблица 17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,103	0,013	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	8	80,6	74,6
Под кондуктор									
70	730	БУРЕНИЕ	0,212	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	8	80,6	69,6
Под эксплуатационную колонну									
730	2630	БУРЕНИЕ	0,29	0,028	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	7	93	60,4
Керн									
2560	2615	Отбор керна	0,87	0,090	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	51,3	79,3

Таблица 18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				К П Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	F-500	2	90	100	254.8	1	105	8.1	16.2
60	730	БУРЕНИЕ	F-500	2	90	100	254.8	1	105	8.1	16.2
730	2630	БУРЕНИЕ	F-500	1	90	115	201.6	1	110	10.74	10.74

2560	2615	ОТБОР КЕРНА	F-500	2	90	100	254.8	1	105	8,1	24,5
------	------	-------------	-------	---	----	-----	-------	---	-----	-----	------

Таблица 19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	56.8	46.0	5.3	1.3	0,1	4.1
60	730	БУРЕНИЕ	88.0	46.0	31.9	7.7	1,8	3.6
730	2630	БУРЕНИЕ	112.1	56.2	13.8	24.1	16.0	2,0
2560	2615	ОТБОР КЕРНА	99,5	18,6	0	51,7	28,9	10

### 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2570 – 2605 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 2560 – 2615 м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением – У6-220,7/100 SCD-4М для получения более качественного отобранного материала[10]. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен тем что интервал сложен горными породами средней твердости.

В таблице 20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2560-2615	Снаряд УКР 172/100	5	40	20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости	$\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$
Плотность нефти	$\rho_{\text{н}} = 690 \text{ кг/м}^3$
Плотность буферной жидкости	$\rho_{\text{буф}} = 1010 \text{ кг/м}^3$
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности	$\rho_{\text{тр н}} = 1820 \text{ кг/м}^3$
Плотность облегченного тампонажного раствора	$\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$
Глубина спуска	$H = 2630 \text{ м}$ - эксплуатационной колонны
	$H = 730 \text{ м}$ - кондуктора
Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора	$h_1 = 630 \text{ м}$
Высота тампонажного раствора нормальной плотности	$h_2 = 150 \text{ м}$ – для эксплуатационной колонны
	$h_2 = 100 \text{ м}$ – для кондуктора
Высота цементного стакана	$h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$

#### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [1,17-18].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 1, 2 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

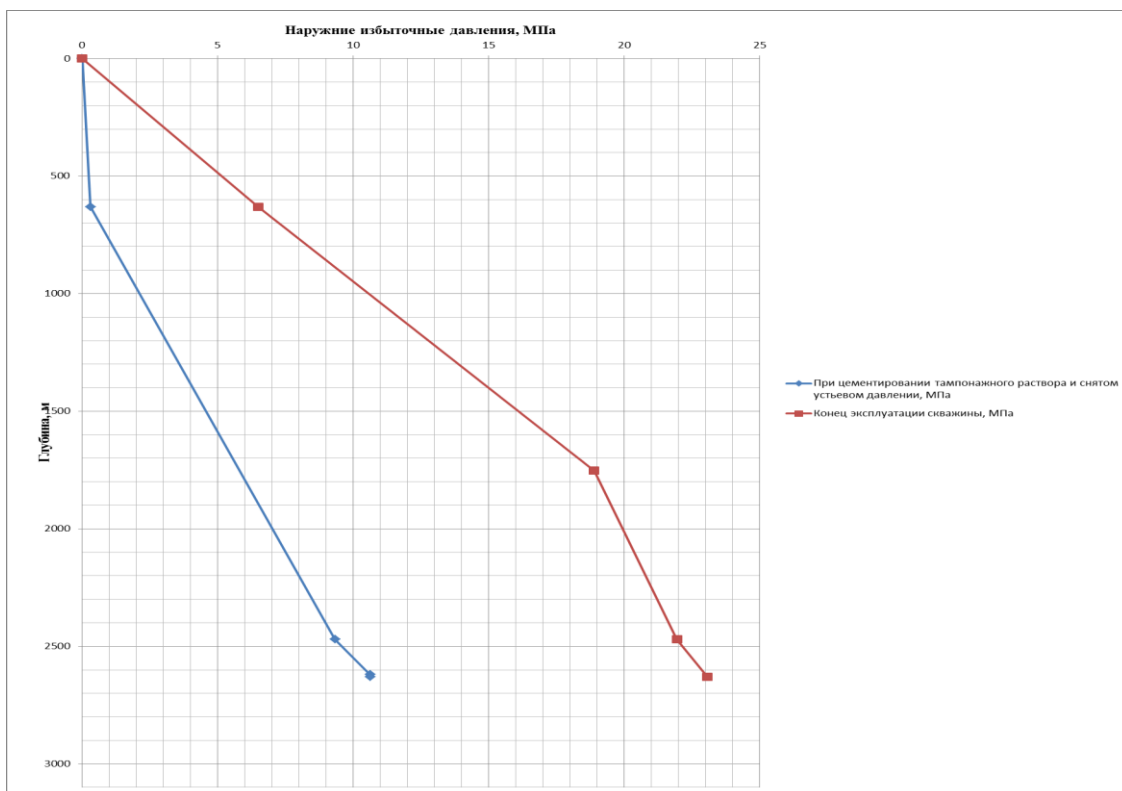


Рисунок 1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (1)$$

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин [18].

На рисунках 3 и 4 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке.

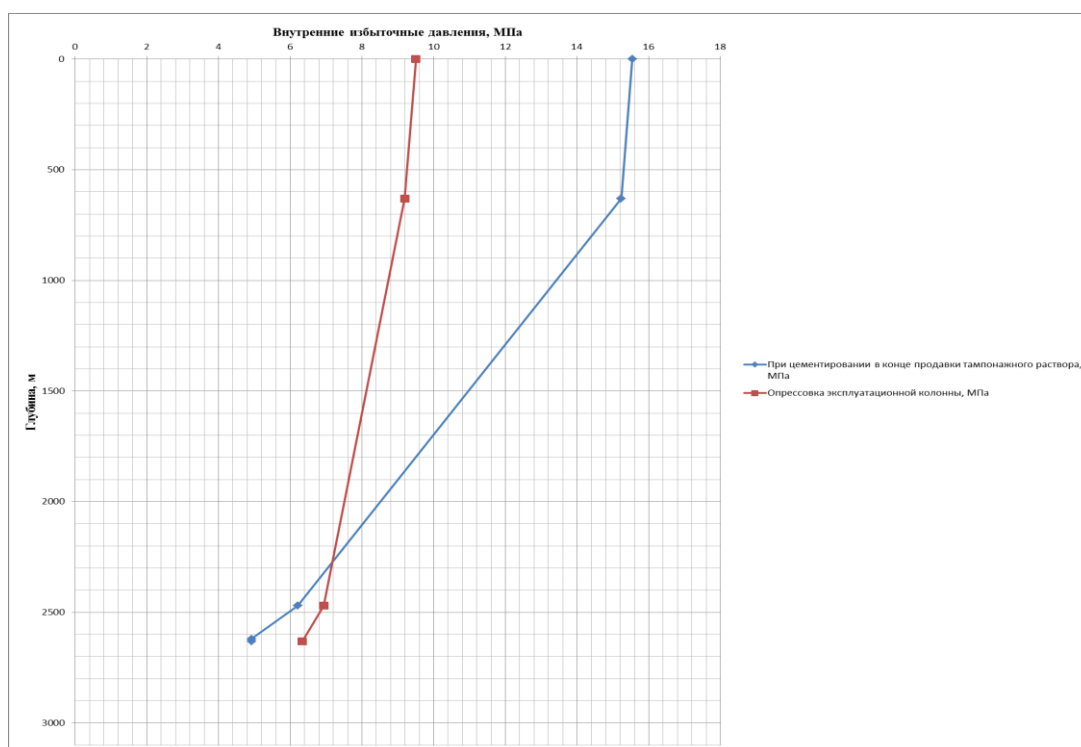


Рисунок 3 – Эюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

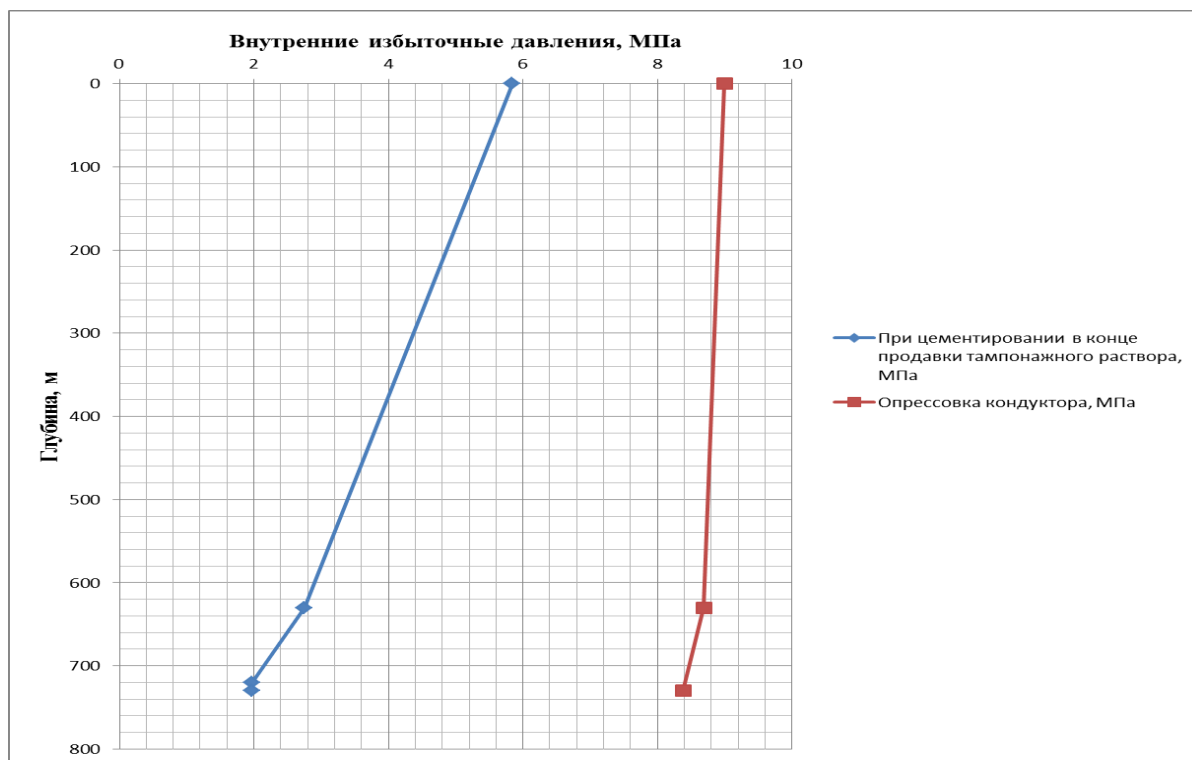


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

#### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [1, 5, 16].

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в приложении Ж

#### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в приложении И.



## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.3.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2 [3,17, 19] :

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2)$$

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр} = 42,25 \text{ МПа}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2635 = 3,426 \text{ МПа} , \quad (3)$$

где,  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,0013;

$L = 2635 \text{ м}$  – длина ствола скважины;

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (4)$$

$$\rho_{буф} = 1030 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{тр\ н} = 1840 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{тр\ обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 630 \text{ м}; \quad h_2 = 160 \text{ м}$$

$$P_{гс\ кп} = 9,81 \cdot (1030 \cdot 630 + 1400 \cdot (2630 - 630 - 160) + 1840 \cdot 160) = 34,52 \text{ МПа},$$

Проверка условий:

$$34,52 + 3,27 \leq 0,95 \cdot 42,25,$$

$$37,79 \leq 42,25,$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.3.2. Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [3,17, 19].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Необходимых объемов технологических жидкостей						
Наименование жидкости	Объем жидкости, и, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготов- ления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	8,39	1,67	1050	1,66	МБП-СМ	116,9кг
		6,68	1050	6,67	МБП-МВ	100,2кг
Продавочная жидкость	50,8		1000	-	-	-
Облегченный тампонажный раствор	29,09	1450	26,70	ПЦТ-III- Об(4-6)-50	29090	
				НТФ	11,89	
				ПЦТ-III-Об(4- 6)-50	1128	
				НТФ	1,2	

### **2.4.3.3. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования**

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [3,17, 19]:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (5)$$

$G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

- Для цемента нормальной плотности

$m = 11,28/13 = 0,86$  (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

- Для облегченного

$m = 29,09/10 = 2,9$  (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования представлена в приложении 3.

Понадобится цементосмесительные машины – 4 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементировочных агрегатов: ЦА–320 – 2 шт.

### **2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин**

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

#### 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 7.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 29460000}{9,8 \cdot 2455} = 1285,71 \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

$k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

$P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па, (29,46Мпа)

$h$  – глубина испытываемого пласта, м. (2455-2490 м)

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 8.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк1} + V_{внэк2}) = 2(13,68 + 20,87) = 69,1 \text{ м}^3, \quad (7)$$

$V_{внэк1}$  – внутренний объем 1 секции ЭК, м<sup>3</sup>,

$V_{\text{внЭК2}}$  – внутренний объем 2 секции ЭК, м<sup>3</sup>,

#### 2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 23 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./ м	Количество спусков перфоратора
35	НКТ	Кумулятивная	ПКТ114 Длина: 150 м Заряд: 3ПКТ105Н -ТВ- СП1 Фазировка: 60 град	20	2

### **2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя**

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку[20].

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается комплекс испытательного оборудования на трубах производства Schlumberger SCAR-M для закрытого ствола, IRVM-BAM для открытого ствола.

### **2.4.4.4. Выбор типа фонтанной арматуры**

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для

средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанную по схеме АФ4-65/50х35.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [10].

Проектируется применение буровой установки БУ-3000 ЭУК-1М, запроектированная буровая установка представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Запроектированная буровая установка

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	87,83	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120>91,3
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	89	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180>90
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	115,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/118,8=1,68>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### 3. Специальный вопрос на тему: «Грязевая труба с уплотнением типа JJС.»

#### 3.1. Грязевая труба с уплотнением типа JJС

Производитель ООО «JJС нефтяное оборудование»

Пекин, Китай.



Рисунок 5 – Лицензия и сертификат предприятия новых и высоких технологий

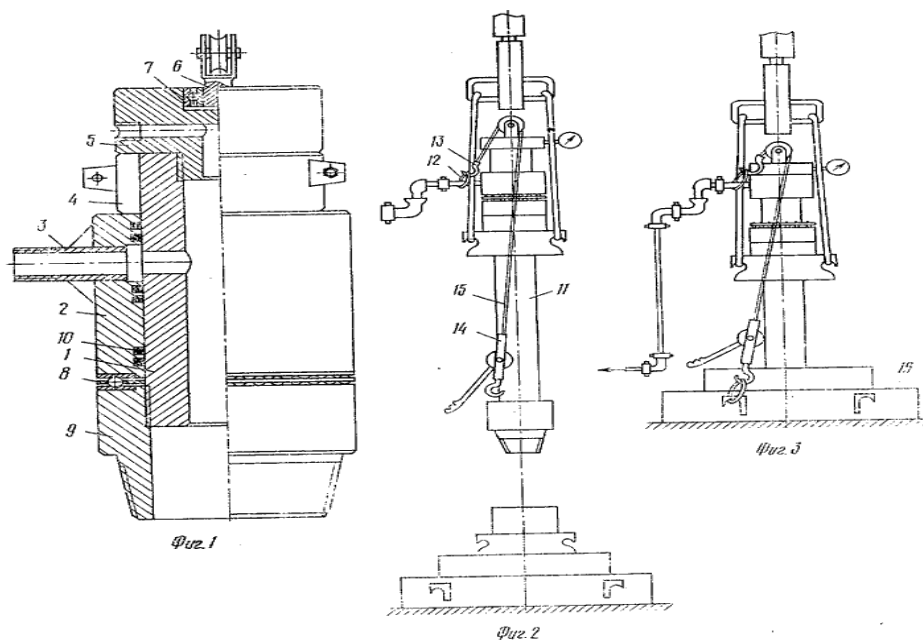
Вертлюжная головка служит для передачи рабочей жидкости с невращающейся части системы верхнего привода на вращающуюся часть и позволяет не отсоединять гидравлические линии, когда трубный манипулятор вращается с бурильной колонной при бурении, при проработке скважины или позиционировании механизма отклонения штропов элеватора.



Изобретение относится к технике для исследования нефтяных, газовых и водяных скважин на поверхности при применении испытателей пластов, а также для принудительного перемещения приборов в скважинах со сложными условиями и в качестве элемента оборудования для перфорации скважин.

Известна вертлюжная головка, содержащая затворный узел, переводник, колпак, ствол и муфту с радиальными, каналами.

777200



Составитель В. Коротков  
 Редактор Л. Курасова Техред В. Серякова Корректор С. Файн  
 Заказ 1465/1481 Изд. № 542 Тираж 626 Подписное  
 НПО «Поиск» Государственного комитета СССР по делам изобретений и открытий  
 113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5  
 Тип. Харьк. фил. пред. «Патент»

Рисунок 6 – Промывочный переводник

### **3.2. Недостатки**

Недостатком устройства является небольшая долговечность пробковых кранов, работающих, в среде абразивного бурового раствора,

Кроме того, головка не позволяет спускать в скважину глубинные приборы.

Наиболее близким к предлагаемому из известных, изобретений является вертлюжная головка, содержащая ствол с радиальным каналом, установленную на стволе с возможностью ограниченного осевого перемещения и перекрытия его радиального канала втулку с радиальным каналом и тремя рядами уплотнений, отвод (2).

Недостатком известной головки является то, что выполнение втулки гидравлически неуравновешенной вызывает необходимость изготовления набора сменяемых поршней для охвата диапазона отношений диаметров 1,05 - 1,30. Кроме того, возможно самопроизвольное закрытие затвора головки от пульсаций давления в бурильных трубах при хорошем технологическом состоянии манифольда.

### **3.3. Цель изобретения.**

Целью изобретения является повышение надежности работы вертлюжной головки.

Это достигается тем, что втулка жестко связана с отводом и установлена с внешней стороны ствола, причем последний снабжен блоком привода втулки, установленным на подшипнике.

### **3.4. Строение.**

На рисунке 6, фиг. 1 изображена конструкция вертлюжной головки, продольный разрез; на фиг. 2 и 3 – схемы дистанционного управления телескопическим затвором вертлюжной головки.

Вертлюжная головка состоит, из ствола 1 с радиальным каналом, на который герметично посажена, втулка 2 с радиальным каналом и боковым отводом. Для фиксации втулки при транспортировке служит хомут 4. В верхнюю часть ствола ввертывается колпак 5, боковое отверстие которого предназначено для образцового манометра. На колпаке установлен блок 0 привода втулки для укладки троса, ручной лебедки. Чтобы при вращении ствола блок был неподвижен, он установлен на подшипник 7, Для обеспечения взрывобезопасности головка оборудуется шариковым подшипником 8. Головка свинчивается с бурильными трубами с помощью переводника 9. Втулка имеет три ряда уплотнений 10. Затворная площадка на втулке размещена между средними и крайними нижними уплотнениями, проточный радиальный канал - между средними и крайними верхними уплотнениями.

Дистанционное управление телескопическим затвором производится в следующем порядке.

После свинчивания головки с бурильной трубой 11, уложенной на приемных мостках, укрепляется петля 12 из троса на боковом отводе головки. Затем в петлю заводится подвижный крючок 13 ручной лебедки 14, а ее трос 15 укладывается в желоб блока 6. После свинчивания трубы с бурильным инструментом его опускают в исходное положение перед лакеровкой. Неподвижный крючок лебедки крепится за надежное основание, например за раму ротора 16. Пакеровка скважины производится при открытом положении телескопического затвора, когда втулка 2 находится в нижнем положении (фиг. 2). Затвор закрывается путем наматывания троса на барабан ручной лебедки и перемещения втулки в верхнее положение (фиг. 3). При вращении бурильных труб положение блока не изменяется, так как он соединен с колпаком нежестко. Для того, чтобы открыть телескопический затвор, достаточно смотать трос с барабана ручной лебедки и втулка под действием веса устьевого трубопровода переместится в нижнее положение. В

случае малого собственного веса обвязки применяют для этой же цели ручную лебедку.

Для принудительного перемещения прибора в скважине со сложными условиями, например при наличии горизонтального участка профиля, из вертлюжной головки необходимо вывернуть колпак 5 и вместо него установить лубрикатор. Принудительное перемещение прибора в скважине осуществляется путем создания избыточного давления в боковом отводе 3 при открытом положении затвора.

Для применения вертлюжной головки в качестве перфорационной задвижки также выворачивается колпак 5 и устанавливается лубрикатор. Переводник 9 наращивается дополнительным переводником с фланцем, с помощью которого головка крепится к фонтанной арматуре [13].

### **3.5. Экономическая выгода.**

Экономический эффект от применения вертлюжной головки образуется за счет того, что затраты на испытание скважин с аномально высоким пластовым давлением меньше по сравнению с испытанием компрессорным способом после спуска эксплуатационной колонны, а также за счет небольшой стоимости изготовления головки по сравнению с существующими вертлюжными головками.

«ИИС нефтяные оборудования» в Пекине создана в 2009 году, находится в пекинской зоне технико-экономического развития, является предприятием новых и высоких технологий государства, и предприятием новых и высоких технологий Чжугуанцуна. ИИС уже создала дочернюю компанию в Хьюстоне Америки и в Тяньцзине Китая.

«ИИС нефтяные оборудование» специализируется в исследовании оборудования, производстве оборудования, предоставлении технического обслуживания, и поставке запчастей. В основном ИИС сотрудничает с клиентами нефтегазового месторождения и всегда готов предоставить

клиентам профессиональные, своевременные и надежные оборудования, обслуживание и поддержку. Мы старательно работаем, прилагаем все силы для максимального уменьшения времени остановки бурения и повышения эффективности клиентов. Мы придерживаемся цели «творить ценность для клиентов», активно проводим технические инновации, получили лидирующие в мире патенты оборудования в Китае и за границей, и приобрели одобрение среди клиентов.

### **3.6. Плюсы модернизации.**

1. После модернизации уплотнения верхней части главного вала СВП можно 100% избежать проникновения мелочи в коробку шестерен.
2. не нужно менять канал нагрузки СВП, и не повлиять дальнейшее использование клиентом грязевой трубы с уплотнением резинового сальника в будущем
3. на поверхности герметизации всегда микроновое просачивание, что необходимо для смазки и охлаждения поверхности уплотнения и избегает от повреждения поверхности механического уплотнения из-за сухого трения.
4. материал для трения грязевой трубы с механическим уплотнением из специального промышленного фарфора, что отличается износостойкостью, температуростойкостью, сопротивлением коррозии.
5. намного увеличивает цикл смены уплотнений и снижает время остановки бурения.
6. уменьшает интенсивность труда рабочего, защищает рабочего, и избегает аварии.

На данный момент на нефтегазовом рынке только у NOV и JCS есть успешные примеры по механическим уплотнениям.

NOV не может предоставить услугу по модернизации механического уплотнения для старых моделей СВП. JCS на основе своих техники, опыта и исследования решила эту проблему, и может провести модернизацию по

механическим уплотнением верхней части главного вала СВП всех марок на рынке.

Грязевая труба с механическим уплотнением NOV из-за ограничения принципа проектирования не может применяться на СВП других модель кроме СВП TDS-8S. Грязевая труба с механическим уплотнением NOV требует высокой точности монтажа, что вызывает длинное время по смене и настройке (около 6-8 часов по данным на отчетах инженеров по обслуживанию на месторождении NOV)

Грязевая труба с механическим уплотнением JJC не требует высокой точности по монтажу, и время для смены запчастей короткое. Время для смены и настройки в первый раз только 30 мин. После первого раза для смены керамического кольца нужны только 10 мин. (по данным репортов клиентов). Сфера применения широкая, можно применить на СВП всех серий NOV и СВП других марок.

### 3.7. Патент на оборудование.

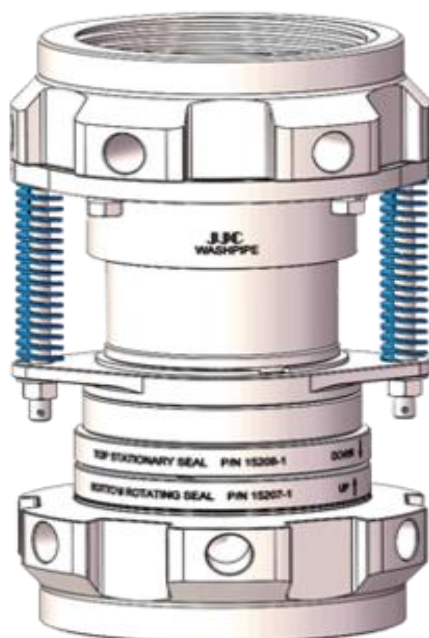


Рисунок 7 – Грязевая труба с механическим уплотнением (JJC WASHPIPE)

ЛС грязевая труба с механическим уплотнением имеет свой патент, посредством рациональной структуры и применения нового материала и техники хорошо избегает трудности при монтаже и смене уплотнений, тоже избегает долгого обслуживания и короткого срока службы, может терпеть давление 52.5 Мпа бурового раствора, можно установить на поверхности монтажа СВП и вертлюга всех марок. Отличается удобным монтажом, быстротой смены уплотнений, коротким обслуживанием, длинным сроком службы и высокой надежностью, и тем самым можно увеличить эффективность и безопасность при бурении нефтегазовой скважины [14].

Диапазон применения: шланга внутренним диаметром 2“-6“

Тип шланги: шланги низкого давления и шланги высокого давления как шланги для подачи, гидравлические шланги,

Тип соединений: можно спроектировать в соответствии с требованием клиента, есть соединение простым фланцем, резьбовое соединение и т.д.

Материал соединений: можно применять соединение из углеродистой стали, или соединение из нержавеющей стали и т.д



Рисунок 8 – Установка промывочного переводника





Рисунок 9 – Общий вид рабочего промывочного переводника

### **3.8. Заключение по разделу**

ООО «JJS нефтяные оборудования» Мы придерживаемся цели «творить ценность для клиентов», активно проводим технические инновации, получили лидирующие в мире патенты несколько продуктов в Китае и за границей, и приобрели одобрение среди клиентов. Сфера деятельности: Диагностика отказов СВП и системы электроуправления буровой установки на месторождении/экстренный ремонт/восстановление и сопровождение СВП и буровой установки; ремонт и капитальный ремонт СВП в цехе или на месторождении. Модернизация электроуправления, диагностика отказов и ремонт системы электроуправления и других автоматизированных оборудования буровой установки; техническое обучение по СВП, железному помбур и системе электроуправления буровой установки. Кроме того, железный помбур и грязевая труба с механическим уплотнением лидируются в мире. Лозунг JJS: помогать вам максимально уменьшить себестоимость бурения скважины.



## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2630
Способ бурения:	
- под направление	ротаторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 730 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2630 м
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-500–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	70 л/с
- в интервале 60-730 м	52 л/с
- в интервале 730-2630 м	35 л/с
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203 мм 82 м
Забойный двигатель (ВЗД):	
- в интервале 60-730 м	Д-240РС
- в интервале 730-2630 м	ДРУ2-178РС
- при отборе керна	PDC У6-220,7/100 SCD-4М
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,037	480
2	60	730	670	0,042	1630
3	730	2630	1900	0,064	2850

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1].

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (8)$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 * 0,037 = 2,22 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,026	1,56
670	0,03	20,1
1900	0,037	70,3
<b>Итого</b>		<b>91,96</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (9)$$

где  $П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 60 / 510 = 0,12$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты

расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Нормативное количество долот, шт
60	510	0,12
670	1350	0,5
1900	1100	1,72
<b>Итого на скважину</b>		<b>2,34</b>

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ( $T_{\text{СПО}}$ , с) составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = П \cdot n_{\text{СПО}}, \quad (10)$$

где  $n_{\text{СПО}}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в приложении Л.

#### **4.1.3. Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;
- кондуктор:  $21 \cdot 1 = 21$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $35 \cdot 1 = 35$  мин.

#### **4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

#### **4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;

- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (11)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 5 = 55 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n. \quad (12)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 15 = 45 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (13)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 730 - 10 = 720 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 730 - 25 = 715 \text{ м;}$$

$$N = 715/24 = 29,8 \approx 30 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2630 - 10 = 2620 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 2620 - 25 = 2595 \text{ м;}$$

$$N = 2595/24 = 108,13 \approx 109 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 109 \cdot 2 + 5 = 223 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 65 + 223 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 493 \text{ мин} = 8,22 \text{ ч.}$$

#### **4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время

комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 323,3 часов или 14 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$324,3 \times 0,066 = 21,4 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 324,3 + 21,4 + 25 = 370,7 \text{ ч} = 15,44 \text{ суток}$$

#### **4.2 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 35.


Таблица 35 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник, разряд	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	1
Инженер по растворам	1
Бурильщик 6 разряда	2
Помощник бурильщика 6 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	2
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	1

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 36.

Таблица 36 - Линейно-календарный график работ

Вид работ	Рабочий месяц				Отдыхающий месяц			
	неделя				неделя			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Буровые работы								

 время нахождения бригады на вахте.

### 4.3 Расчёт заработной платы и отчислений

Заработная плата (оплата труда работника) - вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные выплаты (доплаты и надбавки компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, работу в особых климатических условиях и на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению, и иные выплаты компенсационного характера) и стимулирующие выплаты (доплаты и надбавки



стимулирующего характера, премии и иные поощрительные выплаты).

Оплата труда может производиться по:

- Тарифной ставке - фиксированный размер оплаты труда работника за выполнение нормы труда определенной сложности (квалификации) за единицу времени без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

- Окладу (должностной оклад) - фиксированный размер оплаты труда работника за исполнение трудовых (должностных) обязанностей определенной сложности за календарный месяц без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

- Базовый оклад (базовый должностной оклад), базовая ставка заработной платы - минимальные оклад (должностной оклад), ставка заработной платы работника государственного или муниципального учреждения, осуществляющего профессиональную деятельность по профессии рабочего или должности служащего, входящим в соответствующую профессиональную квалификационную группу, без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

- В процессе реализации строительства скважины работы производятся в дневную и ночную смену в течении 28 дней по 12 часов, при этом районный коэффициент по Томской области составляет 50%, размер премии составляет 30% от оклада, дополнительная заработная плата за вахтовый метод 11%.

#### **4.3.1. Расчёт заработной платы**

Таблица 37 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

Работник, разряд	Тариф, руб/час	Фиксированная заработная плата по договору, руб
Буровой мастер	-	90000
Помощник бурового мастера	-	80000
Инженер по бурению	-	52000
Инженер по растворам	-	52000

Продолжение таблицы 37 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

Работник, разряд	Тариф, руб/час	Фиксированная заработная плата по договору, руб
Бурильщик 6 разряда	140,53	-
Помощник бурильщика 6 разряда	125,41	-
Электромонтёр 5 разряда	95,36	-
Слесарь 5 разряда	100,58	-
Лаборант	60,83	-

Расчет заработной платы по тарифу рассчитывается по формуле:

$$\text{зп} = \text{тариф} \times \text{отработанные часы} \quad (14)$$

где, зп – заработная плата по тарифу;

тариф – тариф, руб/час;

отработанные часы – 336 часов (бригада работает 28 дней по 12 часов).

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = 90000 руб

Помощник бурового мастера = 80000 руб

Инженер по бурению = 52000 руб

Инженер по растворам = 52000 15600 руб

Бурильщик 6 разряда =  $140,53 \times 336 = 47218,08$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $125,41 \times 3336 = 42137,76$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $95,36 \times 336 = 32040,96$  руб

Слесарь 5 разряда =  $100,58 \times 336 = 33794,88$  руб

Лаборант =  $60,83 \times 336 = 20438,88$  руб

#### 4.3.2. Расчёт премии

Размер премии оставляет 30% от заработной платы по тарифу. Расчет премии производится по формуле:

$$\text{П} = \text{зп} \times 30\% \quad (15)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $90000 \times 30\% = 27000$  руб

Помощник бурового мастера =  $80000 \times 30\% = 24000$  руб

Инженер по бурению =  $52000 \times 30\% = 15600$  руб

Инженер по растворам =  $52000 \times 30\% = 15600$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $47218,08 \times 30\% = 14165,4$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $42137,76 \times 30\% = 12641,3$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $32040,96 \times 30\% = 9612,3$  руб

Слесарь 5 разряда =  $33794,88 \times 30\% = 10138,5$  руб

Лаборант =  $20438,88 \times 30\% = 6131,6$  руб

#### **4.3.3. Расчёт северной надбавки**

Для Томской области в районах, приравненных к крайнему северу надбавка составляет 50%. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{над}} = \text{зп} \times 50\% \quad (16)$$

где,  $C_{\text{над}}$  – северная надбавка;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $90000 \times 50\% = 45000$  руб

Помощник бурового мастера =  $80000 \times 50\% = 40000$  руб

Инженер по бурению =  $52000 \times 50\% = 26000$  руб

Инженер по растворам =  $52000 \times 50\% = 26000$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $47218,08 \times 50\% = 23609,04$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $42137,76 \times 50\%$   
 $= 21068,88$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $32040,96 \times 50\% = 16020,48$  руб

Слесарь 5 разряда =  $33794,88 \times 50\% = 16897,44$  руб

$$\text{Лаборант} = 20438,88 \times 50\% = 10219,44 \text{ руб}$$

#### 4.3.4. Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Расчет производится по формуле:

$$ЗП_{\text{над+прем}} = С_{\text{над}} + П + зп \quad (17)$$

где,  $ЗП_{\text{над+прем}}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой;

$С_{\text{над}}$  – северная надбавка;

$П$  – премия;

$зп$  – заработная плата по тарифу.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 90000 + 27000 + 45000 = 162000 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурового мастера} &= 80000 + 24000 + 40000 \\ &= 144000 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 + 14165,4 + 23609,04 = 84993 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 6 разряда} &= 42137,76 + 12641,4 + 21068,88 \\ &= 75848 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Электромонтёр 5 разряда} &= 32040,96 + 9612,3 + 16020,48 \\ &= 57674 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 + 10138,5 + 16897,44 = 60831 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 + 6131,6 + 10219,44 = 36790 \text{ руб}$$

#### 4.3.5. Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата составляет 11% от заработной платы с премией и северной надбавкой, и находится по формуле:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{над+прем}} \times 11\% \quad (18)$$

где,  $ЗП_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $162000 \times 11\% = 17820$  руб

Помощник бурового мастера =  $144000 \times 11\% = 15840$  руб

Инженер по бурению =  $93600 \times 11\% = 10296$  руб

Инженер по растворам =  $93600 \times 11\% = 10296$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $84993 \times 11\% = 9349,2$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $75848 \times 11\% = 8343,3$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $57674 \times 11\% = 6344,1$  руб

Слесарь 5 разряда =  $60831 \times 11\% = 6691,4$  руб

Лаборант =  $36790 \times 11\% = 4046,9$  руб

#### 4.3.6. Общая сумма заработной платы

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

$$ЗП_{\text{общ}} = ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{над+прем}} \quad (19)$$

где,  $ЗП_{\text{общ}}$  – общая сумма заработной платы;

$ЗП_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$  – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $162000 + 17820 = 179820$  руб

Помощник бурового мастера =  $144000 + 15840 = 159840$  руб

Инженер по бурению =  $93600 + 10296 = 103896$  руб

Инженер по растворам =  $93600 + 10296 = 103896$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $84993 + 9349,2 = 94342$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $75848 + 8343,3 = 84191$  руб

Электромонтёр 5 разряда =  $57674 + 6344,1 = 64018$  руб

Слесарь 5 разряда =  $60831 + 6691,4 = 67522$  руб

Лаборант =  $36790 + 4046,9 = 40837$  руб

#### **4.3.7. Отчисления на социальное страхование**

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$CC = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (20)$$

где, CC – отчисление для социального страхования;

$ЗП_{\text{общ}}$  – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер =  $179820 \times 30\% = 53946$  руб

Помощник бурового мастера =  $159840 \times 30\% = 47952$  руб

Инженер по бурению =  $103896 \times 30\% = 31169$  руб

Инженер по растворам =  $103896 \times 30\% = 31169$  руб

Бурильщик 6 разряда =  $94342 \times 30\% = 28302$  руб

Помощник бурильщика 6 разряда =  $84191 \times 30\% = 25257$ руб

Электромонтёр 5 разряда =  $64018 \times 30\% = 19205$  руб

Слесарь 5 разряда =  $67522 \times 30\% = 20256$  руб

Лаборант =  $40837 \times 30\% = 12251$  руб

## 4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (21)$$

где  $T_n$  – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (22)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_p$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Н.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	1,3	2,1	0,09
кондуктор	14,1	16,3	0,68
эксплуатационная колонна	79,55	84,5	3,52
Крепление:			
направление	3,2	3,5	0,15
кондуктор	14,6	16,1	0,67
эксплуатационная колонна	34,8	38,8	1,61
Итого	147,5	161,3	6,72

#### 4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (23)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_P$ , м/ч

$$V_P = H/(T_M + T_{\text{спо}}), \quad (24)$$

где  $T_{\text{спо}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 730)/T_h, \quad (25)$$

где  $T_h$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/p, \quad (26)$$

где  $p$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n)/H, \quad (27)$$

где  $C_{cm}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$P_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 39.

Таблица 39 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2630
Продолжительность бурения, сут.	4,29
Механическая скорость, м/ч	28,12
Рейсовая скорость, м/ч	19,09
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9268
Проходка на долото, м	1451,1
Стоимость 1 метра, руб	106256



Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Для перевода цен 2001 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 8,21.

#### **4.5 Финансовые затраты на для реализации проекта**

Сводный сметный расчет всех затрат приведены в приложении М.

#### **4.6 Расчет окупаемости скважины.**

Расчёт окупаемости скважины:

перевод м<sup>3</sup> в баррель:

$$270\text{м}^3 \approx 1698 \text{ баррель}$$

определение стоимость полученной нефти за сутки:

$$\begin{aligned} 1698 \text{ баррель} * 72,80 \text{ доллар США} &= 123614,4 \text{ доллар США} \\ &= 8999128,32 \text{ рублей РФ} \end{aligned}$$

определение количества дней за которое окупится скважина:

$$\frac{10682568,3}{8999128,32} = 1,18 \text{ дней}$$

## **Вывод по разделу**

Рассчитаны нормы затрат времени на большинство операций. Общее время механического бурения составит 91,96 часов или 3,83 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано, что на реализацию данного проекта необходимо 15,44 суток.

Рассчитаны заработные платы при расчете с основным персоналом

В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 9784087 рублей.

Посредством использования современных типов долот, винтовых забойных двигателей и технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели: механическая скорость 28,12 м/ч; рейсовая скорость 19,09 м/ч; коммерческая скорость 9268 м/ст.-мес.; стоимость одного метра бурения 106256 рублей.

Исходя из выше приведенных расчетов, можно сделать вывод, что проект по строительству скважины глубиной 2630м экономически целесообразен и рентабелен, следовательно, возможно его практическое применение и реализация.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения Безопасности**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162.

Более того, согласно статье 147 Трудового Кодекса РФ, работникам с подклассом вредных условий труда полагается повышение оплаты труда. Минимальный размер составляет не менее 4% от оклада или тарифной ставки.

Для рабочих, занятых в бурении, длительность рабочей смены составляет 12 часов. В подобных условиях используются особые 2-бригадные графики, которые могут чередоваться каждые 12 часов. В силу того, что места сооружения скважин труднодоступны, применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, или 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

На площадке, предназначенной для буровой установки, не должно быть посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

В зависимости от типа применяемого оборудования определяется размер рабочей площадки, с целью обеспечения свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также предусмотреть минимум затрат для проведения рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Если буровая установка находится вблизи отвесных склонов, то размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) Разрешена установка ПЭС мощностью до 125 кВт в привысечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника должны устанавливаться

ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м. Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах.

## 5.2. Производственная безопасность

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 40.

Таблица 40 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Движущиеся машины и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.026-2015
Повышенный уровень вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004
Отклонение показателей климата	-	+	+	ГОСТ 12.4.303-2016 ГОСТ EN 340-2012
Превышение уровней шума	+	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014
Недостаток освещения	+	+	+	ПБ 08-624-03. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

## **Анализ опасных и вредных производственных факторов.**

### **Движущиеся машины и механизмы**

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому обязательно нужно провести инструктаж по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием каждого поступающего на работу человека; обеспечить медико- санитарное обслуживание. ГОСТ 12.2.003-91 относится к основным документам, который регламентирует работу с движущимися механизмами.

Здесь описываются следующие требования:

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

Во избежание травм всем рабочим выдается спецодежда: защитная каска, сапоги, щитки защитные лицевые, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 опасные зоны должны быть оборудованы ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2015 применяются инструкции, предупредительные надписи, плакаты по технике безопасности и знаки, а также используются сигнальные цвета.

### **Повышенный уровень вибрации**

Источниками вибрации являются вибростансы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрация. Общие требования безопасности»

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна

превышать 10 Вт/м<sup>2</sup> . С целью профилактики перегрева организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. Для предотвращения получения теплового удара предусматривают ношение головных уборов. В зимнее время температура воздуха понижается до -50°С. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.303-2016. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ EN 340-2012, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясницы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

### **Превышение уровней шума**

Шум - беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной



перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, путь движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

### **5.3. Экологическая безопасность**

Одна из самых загрязняющих экологию отраслей является нефтяная промышленность, потому что нарушение экологической обстановки может быть вызвано всеми технологическими процессами. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

### **5.3.1. Влияние на атмосферу**

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

### **5.3.2. Влияние на гидросферу**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

### **5.3.3. Влияние на литосферу**

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может

происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

#### **5.3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
  - уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:

«Внимание! Вскрит продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть преенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из

скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым буровым раствором).

### **Заключение.**

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2630. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать одноколонную конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн.

С учетом рентабельного и эффективного строительства скважины одноколонной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность и усталость компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, так как обладает высокой механической скоростью в интервале четвертичных отложений с большим коэффициентом кавернозности. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота, зарекомендовавшие себя как высокоэффективные долота, сокращающие стоимость метра бурения. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ разного типоразмера для каждого интервала. С целью экономии средств было принято решение более быстрого сооружения скважины, а именно бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей Д-240РС и ДРУ2-178РС, что позволило сократить усталостные нагрузки на бурильную колонну.

Немаловажная часть является разработка программы промывки, позволившая подобрать оптимальные режимы работы и количество буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора, насадки на долота и свести к минимуму гидравлические потери. Необходимо учитывать возможные осложнения при бурении интервалов, для этого были

спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый раствор для разбуривания четвертичных отложения. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор обеспечивающий все необходимые требования, а именно: поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC с вооружением - У6-220,7/100 SCD-4М и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

При проектировании обсадных колонн обеспечивалась необходимая прочность на смятие или на критическое давление. За счет разделения обсадных колонн на две секции и уменьшения в одной из них толщины стенки была достигнута экономическая эффективность без потери требуемых характеристик. Группа прочности Д, а в силу требуемой герметичности выбираются трубы типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны устанавливаются цетраторы-турбулизаторы обеспечивающие лучшее попадание раствора в поры породы, а также был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации, прибора ПКТ114. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах НКТ, комплект производства Schlumberger SCAR-M для закрытого ствола, IRVM-BAM для открытого ствола.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование:

ОКО2-21-178x245 К1 ХЛ, ОП5–230/80x21, АФ4–65/50x35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.



### Список используемой литературы

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 262 с. 19.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с. 20
4. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
5. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
6. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
7. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
8. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с;
9. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурительных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с
10. Епихин А.В, Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г
11. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
12. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник /

А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.

13. Ясанцин А.М. и др. Испытание скважин. М “Недра”, 1973, с. 133.

14. Авторское свидетельство СССР по заявке №2607774.

15. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.

16. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

17. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

18. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

19. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.

20. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

21. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2021).

22. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

23. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional>

## Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	Мягкая
			пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	1	10	Мягкая
P <sub>3nk</sub>	30	185	пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	Мягкая
			глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
P <sub>3cg</sub>	185	290	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			пески	1,9	30	1000	10	0	0	1	10	Мягкая
P <sub>2ll</sub>	290	515	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
P <sub>2tl</sub>	515	545	глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	Мягкая
K <sub>2gn</sub>	545	695	глины	2,2	30	0	100	0	10	2	4	Мягкая
			мергели	2,1	20	0	50	50	10	3	4	Мягкая
K <sub>2sl</sub>	695	740	глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	Мягкая
			алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	Мягкая
			алевриты	2,2	30	10	10	0	10	3	4	Мягкая
K <sub>2ip</sub>	740	840	песчаники	2,2	30	300	10	0	10	3	10	Мягкая
			алевролиты	2,2	30	1000	0	0	10	3	10	Мягкая
			глины	2,1	25	0	100	0	10	3	4	Мягкая
K <sub>2kz</sub>	840	865	глины	2,2	25	0	100	5	10	3	4	Мягкая
K <sub>1-2pk</sub>	865	1685	глины	2,2	25	0	100	0	15	3	4	Средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	20	3	10	Средняя
			песчаники	2,1	22	50-300	20	3	20	2	10	Средняя
K <sub>1al</sub>	1685	1725	глины	2,3	15	0	95	3	0	3	4	Средняя
			песчаники	2,2	22	20-50	5	3	0	2	10	Средняя
			алевролиты	2,2	20	10-20	20	-	0	2	8	Средняя

Продолжение таблицы А.1

K <sub>1kis</sub>	1725	2195	алевролиты	2,0	10	10	20	3	25	1	10	Средняя
			глины	2,2	25	0	100	0	20	3	4	Средняя
			песчаники	2,1	12	50-300	10	3	25	2	10	Средняя
K <sub>1tr</sub>	2195	2280	песчаники	2,3	22	1-102	20	5	25	3	10	Средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	25	3	10	Средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	20	3	4	Средняя
K <sub>1klm</sub>	2280	2560	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	25	3	4	Твердая
			песчаники	2,3	22	10-102	20	5	40	3	10	Твердая
			алевролиты	2,4	10	0	25	5	35	3	10	Твердая
J <sub>3bg</sub>	2560	2568	аргиллиты	2,3	10	5	95	5	50	3	6	Твердая
J <sub>3gr</sub>	2568	2585	аргиллиты	2,3	10	5	95	5	50	3	6	Твердая
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	50	3	6	Твердая
J <sub>2-3vs</sub>	2585	2635	песчаники	2,4	15	60-270	20	0	100	3	10	Твердая
			угли	1,6	4	0	20	5	40	1	3	Мягкая
			алевролиты	2,3	10	5	20	5	80	3	10	Твердая
			аргиллиты	2,3	5	0	95	5	50	3	4	Твердая

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	пески суглинки глины	40 40 20	почвенно-растительный слой; пески темно-серые, серые, мелко-среднезернистые, реже крупнозернистые, иногда глинистые, суглинки и глины буровато-серые, алевритистые с пропластками лигнита.
P <sub>3nk</sub>	30	185	пески глины	70 30	Пески серые и светло-серые, мелкозернистые, кварц-полешпатовые, иногда уплотненные, с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатосерых и бурых, песчанистых, плотных с обильными растительными остатками.
P <sub>2+3 cg</sub>	185	290	глины пески	80 20	Глины зеленовато-серые, голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P <sub>2ll</sub>	290	515	глины пески	80 20	глины зеленовато-серые, светло-серые, опоковидные, местами переходящие в опоки, жирные на ощупь, с прослоями уплотненных песков и алевритов.
P <sub>2tl</sub>	515	545	Глины алевролиты	90 10	глины тёмно-серые, буровато-серые; жирные, вязкие с присыпками алевритистого материала и с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабосцементированного алевролита.
K <sub>2gn</sub>	545	695	глины мергели	80 20	В верхней части сложена зеленовато-серыми и серыми мергелями с прослоями глин, ниже преимущественно глинами темно-серыми, участками известковистыми и алевритистыми, с остатками раковин, малюсков, фораминифер.
K <sub>2sl</sub>	695	740	глины алевролиты	70 30	Сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, плотными, комковатыми, иногда опоковидными или алевритистыми, редкими маломощными прослоями алевролитов и уплотненных алевритов.
K <sub>2ip</sub>	740	840	песчаники пески алевролиты глины	40 30 20 10	Песчано-алевритовая толща с подчиненными прослоями глин. Породы обладают серой, темно-серой и зеленовато-серой окраской. Пески и песчаники разнозернистые, уплотненные, алевритистые; алевролиты плотные, глинистые; глины плотные, иногда алеврито-песчанистые и

## Приложение Б

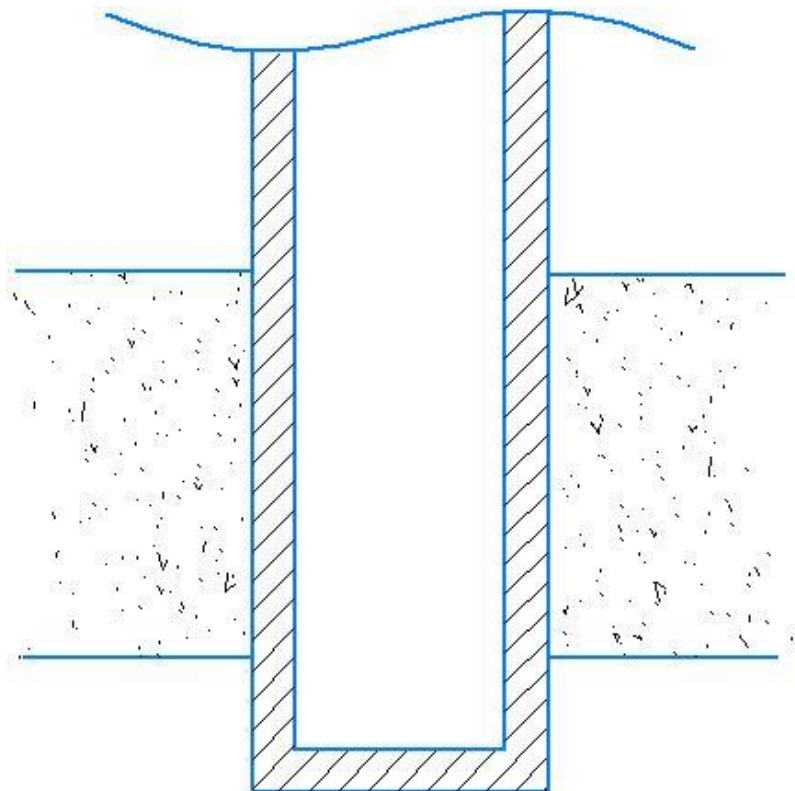


Рисунок Б.1 – Конструкция забоя закрытого типа

## Приложение В

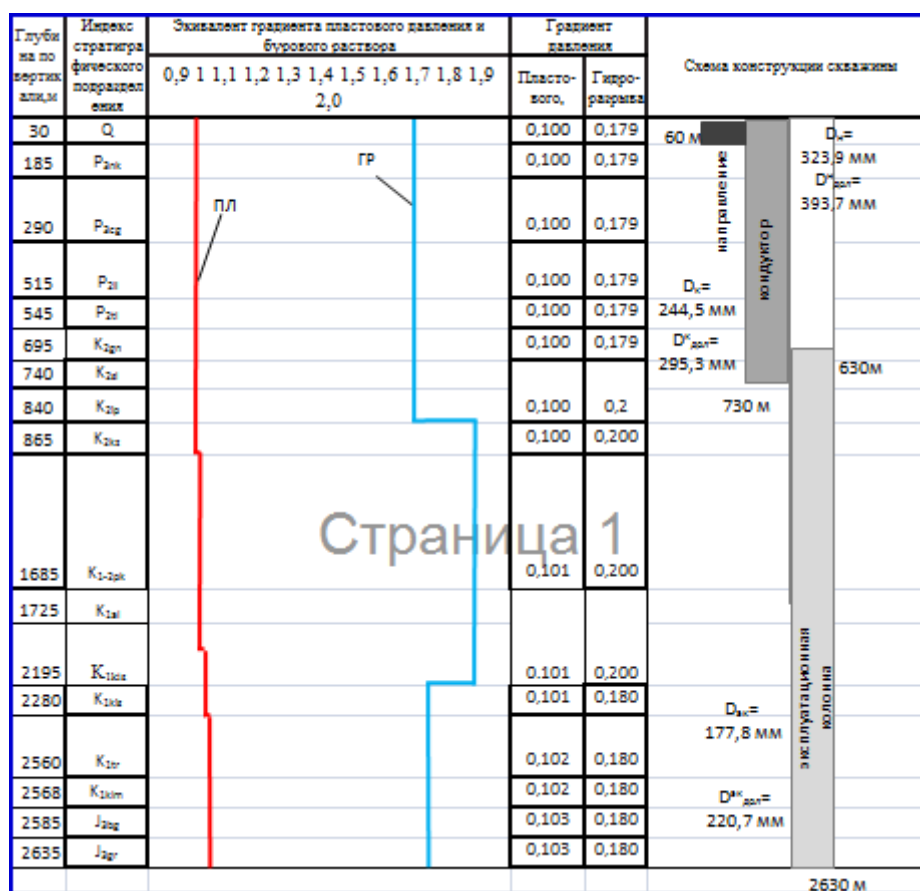


Рисунок В.2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–60	60–730	730-2635
Шифр долота		Глубур 393,7 ТКЗ-ПГВ	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	БИТ 220,7 В713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		М	МС	МС+Т
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	20692-2003	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,40	0,4	0,3
Масса, кг		163	152	35
G, тс	Рекомен- дуемая	7–24	2–10	2–10
	Максима- льная	24	10	10
n, об/мин	Рекомен- дуемая	40–600	60–400	60–400
	Максима- льная	600	400	400



## Приложение Д

Таблица Д.1 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-730	730-2635
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2207
$K$	0,65	0,6	0,55
$K_k$	1,4	1,4	1,24
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,135
$V_m$ , м/ч	40	35	30
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{намах}$ , м	0,0206	0,0175	0,0119
$n$	3	5	5
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,2	1,12	1,1
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2	2,1	2,3
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	41	21
$Q_2$ , л/с	70	40	23
$Q_3$ , л/с	55	28	26
$Q_4$ , л/с	36	52	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	36-79	28-52	21-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$ , л/с	70	52	35

## Приложение Е

Таблица Е.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–70 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	Глубур 393.7 ТКЗ-ПГВ	0,4	393,7	-	3-152	Ниппель	0,152
2	Переводник М152хМ171	0,517	225	100	3-152	Муфта	0,093
		1,64			3-171	Муфта	
		0,538			3-171	Муфта	
3	КЛС-390 М	30	390	80	3-171	Ниппель	0,515
		0,53			3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН161	0,375	225	73	3-171	Ниппель	0,061
		0,521			3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	35	203	100	3-161	Ниппель	6,420
		0,4			3-161	Муфта	
6	Переводник П161х163	0,517	225	76	3-161	Ниппель	0,090
		1,64			3-163	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ- 240РС	0,538	240	80	3-163	Ниппель	0,043
		30			3-163	Муфта	
8	Переводник П163х162	0,53	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	ПК-127х9,19 Е	35	127	108	3-162	Ниппель	1108,0
					3-162	Муфта	

Таблица Е.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70–730 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–730 м)							
1	PDS БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник П152х152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М152х171	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник П163х152	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	
9	Переводник П163х161	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,87
					3-152	Муфта	
10	УБТС2-203	12	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
11	Переводник П161х147	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Е.2 - КНБК для бурения секции под кондуктор (70–730 м)

12	УБТС2-178	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник П147х162	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
15	ПК-127х9,19 Е		127	108	3-162	Ниппель	20815
					3-162	Муфта	

Таблица Е.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (730-2635)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (730–2650; 2690–2700 м)							
1	PDC БИТ 220,7 В 713 УМ	0,4	220,7	-	3-117	Ниппель	0,024
2	Переводник П117х133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор К 220 С	0,40	220	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133х117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник П133х147	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТС2 178	30	178	90	3-147	Ниппель	4,680
					3-147	Муфта	
10	Переводник П147х162	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	ПК-27х9,19 Е	2595	127	108	3-162	Ниппель	82,685
					3-162	Муфта	

Таблица Е.4 – КНБК для отбора керна.

2560	2615	У8-220,7 SCD-4М	18	0,205	Вращение роторным способом, отбор керна
		УКР 172/100	670	15,9	
		Переводник П-133/147	46,1	0,52	
		УБТС2-178	3748	24	
		ПК-127х9,19 Е	46809	1500	
Σ			51291	1540	

## Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Характеристика обсадных колонн

№	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,52	4111,2	4111,2	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	730	48,13	35134, 9	35134,9	0-730
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,2	110	39,05	4295,5	91487,5	2520- 2630
2	ОТТМ	Д	8,1	2520	34,6	87192		0-2520

### Приложение 3

Результаты расчета бурильной колонны на прочность.

Таблица 3.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,65	–	0,25	0,167	–	–	–
	Калибратор	390	–	–	–	–	1,64		0,51	0,74	–	–	–
	УБТ	203	100,0	–	–	–	24	0,214	5,1	5,23	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,19	Е	–	71	0,0312	2,2	4,422	2,43	16,5	>10



Продолжение таблицы 3.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Кондуктор													
60-730 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,035	0,068	–	–	–
	Калибратор	295	–	–	–	–	0,93	–	0,114	0,121	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	10,1	–	2,547	2,689	–	–	–
	УБТ	203	100,0	–	–	–	24	0,214	5,136	6,543	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,19	Е	–	737	0,0312	23,1	29,9	–	4,3	4,44
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
730-2635 Бурение КНБК №3	Долото	220,7	–	–	–	–	0,4	–	0,024	0,049	–	–	–
	Калибратор	190,5	–	–	–	–	0,4	–	0,058	0,121	–	–	–
	Двигатель	178	–	–	–	–	5,2	–	1,669	1,852	–	–	–
	УБТ	178	100,0	–	–	–	42	0,156	6,552	6,715	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,19	Е	–	2468	0,0312	77,06	88,8	–	1,63	1,7
2560- 2615 Отбор керн КНБК №4	Бурголовка	220,7	–	–	–	–	0,205	–	0,018	0,026	–	–	–
	УКР 172/100	172,0	100,0	–	–	–	15,9	–	0,67	1,103	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	24	0,156	3,74	5,181	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,19	Е	–	1500	0,0312	46,80	62,82	–	1,59	1,8

## Приложение И

Таблица И.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКП-324 «Удол»	60	60	1	1
	ЦКОД-324 «Удол»	40	40	1	1
	ЦЦ2-324/394 «Удол»	0	60	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКП-245 «Удол»	730	730	1	1
	ЦКОД-245 «Удол»	720	720	1	1
	ЦПН 245/295 «Удол»	0	50	3	18
		50	730	15	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	720	720	1	1
Эксплуатационная, 178	БКП-168 «Удол»	2630	2630	1	1
	ЦКОДУ-168 «Удол»	2620	2620	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Удол»	0	730	10	81
		730	2670	71	
	ЦТСЖ 169/206-210 «Удол»	730	2630	107	107
	ПВЦ 168 «Удол»	2620	2620	1	1
	ПВЦ 168 «Удол»	2630	2630	1	1

## Приложение К

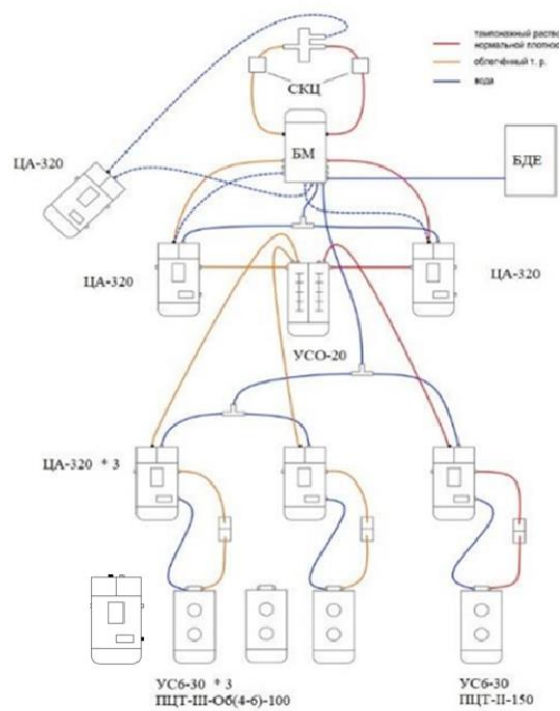


Рисунок К.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

## Приложение Л

Таблица Л.1 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет норма- тивного вре-мени на СПО, ч
Интер-валы бу-рения	интервалбурен ия, м	размердолота , мм	норма про- ходки на долото,	Номер таблицы	номерграфы	интервалбурен ия, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	393,7	510	11	24	0-60	0,0121	0,71
II	60-730	295,3	1350	12	32	60-100	0,0122	0,49
						100-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-730	0,0159	2,07
ИТОГО								9,94
III	730-2630	220,7	1100	12	32	730-900	0,0160	1,92
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0259	2,59
						2500-2630	0,0260	3,38
Итого								40,73

## Приложение М

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица М1 - Сводный сметный расчет всех затрат

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	75963
Разработка трубопроводов линий передач и др.	10670
Техническая рекультивация земель	18963
Итого:	105596
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	182263
Разборка и демонтаж	10860
Монтаж установки для освоения скважины	15693
Демонтаж установки для освоения скважины	2570
Итого:	211386

Продолжение таблицы М1 - Сводный сметный расчет всех затрат

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	322480
Крепление скважины	108223
Итого:	430704
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание в процессе бурения	50283
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	40563
Итого:	90846
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	31280
Итого:	41109
Итого по главам 1-6:	898092
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого:	68292

Продолжение таблицы М1 - Сводный сметный расчет всех затрат

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	46237
	29 150
	18 093
	784
Итого:	94264
Итого по главам 1-9:	1099424
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2198,8
Итого:	2198,8
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	23645
Проектные работы	10851
Итого:	34496
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	56806
Итого:	56806
Итого по сводному сметному расчету	1191728
Всего с учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	9784087

## Приложение Н

### Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Н.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительн ые работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Затраты зависящие от времени</b>									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,07	9,67	1,63	139,82	3,97	142,16
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,39	1,63	21,53	3,97	23,87
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,07	1,93	1,63	29,3	3,97	31,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,07	0,52	1,63	9,17	3,97	11,51
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,70	1,63	254,49	3,97	256,83
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,07	1,99	1,63	30,14	3,97	32,48
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,07	0,48	1,63	8,58	3,97	10,92
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,19	1,63	1318,63	3,97	1320,97
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,63	854,92	3,97	857,26



Продолжение таблицы Н.1 – Сметный расчет на бурение скважины

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,07	1,12	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,63	248,25	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	3,97	374,32
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,07	1,62	1,63	24,85	3,97	27,19
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,72	1,63	140,52	3,97	142,86
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,07	7,05	1,63	102,47	3,97	104,81
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,07	0,62	1,63	10,53	3,97	12,87
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,37	1,63	35,55	3,97	37,89
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,02	1,63	102,03	3,97	104,37
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	18,62	1,63	170,92	3,97	173,26
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,07	1,64	1,63	16,55	3,97	18,89
Порошок бентонитовый марки Б, т	95,0	-	-	5,00	377	13	980,2	13	980,2
Каустическая сода, т	695,70	-	-	0,075	52,17	0,22	153,05	0,22	153,05

Продолжение таблицы Н.1 – Сметный расчет на бурение скважины

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РАС HV, т	1204,90	-	-	-	-	0,082	98,8	0,075	90,36
Reolub, т	215,6	-	-	-	-	1	215,6	0,946	203,9
Сода кальцинированная марки А, т	685,0	-	-	0,072	49,32	0,20	137,0	0,18	123,3
РАС LV, т	1451,30	-	-	-	-	0,031	44,99	0,028	40,63
Барит, т	1680,0	-	-	8	13440	24	40320	14	23520
Транспортировка материалов изапчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		8266,31		14768.61		48639.67		27885.02	
Затраты зависящие от объема работ									
ГЛУБУР 393,7 ТКЗ-ПГВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 220,7 В713 УМ	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
У8-190,5/100	4734,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Обратный клапан КОБ – 240РС	552,3	-	-	-	-	1	485,31	-	-
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		1233.19		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		14938.55		49872,86		33072,8		
Всего по сметному расчету, руб	99478,28								
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г	816716,67								

Таблица Н.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Затрат зависящие от времени</b>							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99

Продолжение таблицы Н.2 – Сметный расчет на крепление скважины

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,335	0,73	6,50	1,47	13,08
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	25,3935	0,73	123,58	1,47	248,86
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
БKM-324 «Уралнефтемаш»	100,5	1	100,5	-	-	-	-
БKM-245 «Уралнефтемаш»	85,5	-	-	1	85,5	-	-
БKM-168 «Уралнефтемаш»	45,5	-	-	-	-	1	45,5
ЦПЦ-324/394 «НефтьКам»	31,1	4	124,4	-	-	-	-
ЦПН 245/295 «НефтьКам»	25,6	-	-	28	716,8	-	-
ЦПЦ 168/216 «НефтьКам»	14,8	-	-	-	-	80	1184,00
ЦКОД-324 «Уралнефтемаш»	133,4	1	133,4	-	-	-	-
ЦКОД-245 «Уралнефтемаш»	126,6	-	-	1	126,6	-	-
ЦКОД-146 «Уралнефтемаш»	108,1	-	-	-	-	1	108,1
ПРП-Ц-В 324 «Уралнефтемаш»	80,5	1	80,5	-	-	-	-
ПРП-Ц-В 245 «Уралнефтемаш»	59,2	-	-	1	59,2	-	-
ПРП-Ц-Н-146«Уралнефтемаш»	30,1	-	-	-	-	2	60,2
ЦТ-146/216 «НефтьКам»	33,5	-	-	-	-	90	3015,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		1094,24		4227,7		10533,01	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324x8,5	37,2	50	1860,5	-	-	-	
Обсадные трубы 245x7,9	28,5	-	-	520	14835,6	-	

Продолжение таблицы Н.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Обсадные трубы 168х8	21,5	-	-	-	-	2350	
Обсадные трубы 168х8,9	26,7	-	-	-	-	320	
ПЦТ-111-(4-6)-100	26,8	2,8	74,9	25,9	694,4	18,1	
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	2573,2			25538		55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	3337,72			32741,26		66411,66	
Всего по сметному расчету, руб	103228,64						
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	847507,13						